

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ АСПЕКТОВ ПРОЕКТОВ ГЛУБОКОВОДНОЙ ЧАСТИ ГАЗОПРОВОДА С ПОЗИЦИИ РИСКОВ

ВЯХИРЕВ
Юрий Ремович

ООО «Газэкспорт»

Обсуждаются технические аспекты возможных рисков в процессе укладки, эксплуатации и ремонта глубоководной части газопровода из России в Турцию по дну Черного моря по проекту «Голубой поток».

The article discusses the possible technological risks involved in the construction, operation and repair of the shallow depth portion of the proposed gas pipeline in the `Blue Stream Project This is a proposed project to build a pipeline, which is to extend from Russia to Turkey along the bottom of the Black Sea.

* * *

Статья предлагает предварительный анализ технических аспектов подводной части магистрального газопровода проекта «Голубой поток» с позиций возможных рисков в процессе укладки, эксплуатации и ремонта [3, 9]. Анализ базируется на весьма ограниченной информации по материалам фирмы «Saipem», посвященных обоснованию дополнительных работ по проекту («Техническое предложение. Проект «Голубой поток». Подводные газопроводные линии из России в Турцию через Черное море», 1999 г.).

На основе термогидравлических и прочностных расчетов фирма «Saipem» выступила с дополнительными предложениями, которые, по ее мнению, позволят обеспечить заданную в проекте производительность двух веток газопровода «Голубой поток» – 16 млрд м^3 газа в год. Предложены два варианта:

• *Вариант 1.* Подъем обеих веток трубопровода в районе турецкого берега на предварительно установленные всасывающиеся опоры.

• *Вариант 2.* Выполнение одной ветки трубопровода в соответствии с базовым вариантом проекта (внутренний диаметр 546,4 мм, толщина стенки 31,8 мм по всей длине подводной части трубопровода), а другой из труб с внутренним диаметром 610 мм и толщиной на мелководье вблизи российского и турецкого берегов 31,8 мм, на остальной глубоководной части трассы 35,7 мм.

При оценке возможных рисков при укладке, эксплуатации и ремонте подводной части трубопровода рассматриваются трубы, выполненные из материала API 5L X65, трех видов:

Тип трубы	1	2	3
Внутренний диаметр, мм	546,4	610,0	610,0
Толщина стенки, мм	31,8	35,7	31,8

Погонная масса в воде, кг/м	154	195	138
Отношение изгибной жесткости трубы к изгибной жесткости трубы базового варианта	1,00	1,55	1,36

Для анализа предлагаемых решений были приняты трубы со следующими техническими характеристиками: стальные бесшовные газопроводные трубы по техническим спецификациям GDF521-10; предел текучести $\sigma_т = 448$ МПа; временное сопротивление $\sigma_в = 580 \div 680$ МПа*; относительное удлинение $\delta = 18$ %, ударная вязкость $a = 35$ Дж/см^2; коэффициент Пуассона $\mu = 0{,}3$. Отсюда можно оценить величину предела усталости $\sigma_{-1} \approx 0{,}55\sigma_в = 290 \div 370$ МПа.

Максимальное внутреннее давление газа составляет 240 бар, максимальная глубина погружения трубопровода 2150 м. Внутреннее давление плавно изменяется по длине трубопровода и на выходе составляет 75 бар. Упрощенная схема глубин залегания трубопровода также принята в соответствии с материалами фирмы «Saipem».

Учитывая важность технических аспектов проекта «Голубой поток», а также исключительную сложность проведения ремонтов и экологическую опасность, которую представляет повреждение трубопровода, целесообразно подходить к оценке возможных рисков в том числе и на основе подходов, выработанных в смежных областях машиностроения и, прежде всего, в судостроении [1, 2, 4, 14]. Эти подходы были подтверждены многолетними исследованиями по созданию и эксплуатации корпусов подводных глубоководных аппаратов и подводных лодок, проведенными у нас в стране и за рубежом.

Для рассматриваемого проекта определяющим является обеспечение устойчивости пустого трубопровода под действием гидростатического давления на значительной глубине.

Из-за отсутствия данных по скорости коррозионного износа рассматриваемых трубопроводов для оценок было принято, что эта скорость соответствует средней скорости износа от коррозии основных корпусов отечественных и зарубежных глубоководных подводных аппаратов: 0,12-0,15 мм в год. Примем скорость коррозии 0,13 мм в год. Такая скорость коррозии используется для оценки толщины тех элементов корпусов глубоководных аппаратов, доступ к которым для осмотра и ремонта затруднен [1] (глубоководная часть трубопровода проекта «Голубой поток» представляет собой аналогичный объект). Следовательно, если принять срок службы трубопровода 50 лет, то максимальное утонение может составить 6,5 мм.

Аналогия в подходе к нормированию прочности и устойчивости подводного аппарата (ПА) и трубопровода «Голубой поток» просматривается также в характере основной нагрузки, действующей на оба объекта. В процессе эксплуатации в течение жизненного цикла ПА погружается на максимальную (предельную) глубину ограниченное число раз. Так, в соответствии с правилами Российского регистра судоходства [10], это число составляет 10^3. Все остальное время ПА находится на судне-носителе (на берегу) или погружается на существенно меньшие глубины. Трубопровод испытывает максимальные кольцевые сжимающие напряжения с момента укладки его на грунт и до момента заполнения газом, а также в случае аварийных или иных ситуаций, при которых давление газа в трубопроводе практически отсутствует. Можно предположить, что таких «опустошений» трубопровода также будет не более 10^3.

Исходя из выявленной аналогии, целесообразно оценку прочности и устойчивости трубопровода произвести в соответствии с подходами, принятыми для ПА.

Расчет теоретического критического давления, при котором происходит потеря устойчивости пустого трубопровода, производился по формуле М.Леви [12]:

$$q^1_{кр} = \frac{Eh^3}{4(1-\mu^2)R^3}, \qquad (1)$$

где $E = 2{,}07 \cdot 10^5$ МПа – модуль упругости; h – толщина стенки трубы; $\mu = 0{,}3$ – коэф-

* В соответствии с нормами Американского нефтяного института [15].

фициент Пуассона; R – радиус срединной поверхности оболочки (трубы).

Учитывая высокую степень неопределенности исходной информации, расчеты были произведены лишь для максимальных кольцевых напряжений. Расчеты производились по формуле Ламе теории упругости [13]:

$$\sigma_в = \frac{R_0^2 p_0 - R_1^2 p_1}{R_1^2 - R_0^2} - \frac{1}{r^2}\frac{R_0^2 R_1^2 (p_0 - p_1)}{R_1^2 - R_0^2}, \quad (2)$$

где R_0 и R_1 – внутренний и внешний радиусы трубы соответственно; r – текущее значение радиуса; p_0 и p_1 – внутреннее и внешнее давление, действующее на трубу.

Устойчивость трубопроводов оценивалась по методологии, изложенной в учебнике [1].

Действительное критическое давление для круговых цилиндрических оболочек (труб)

$$q_{кр} = \eta_1 \eta_2 q_{кр}^1, \quad (3)$$

где $q_{кр}^1$ – рассчитывается по формуле (1); η_1 – поправочный коэффициент, учитывающий начальное отклонение оболочки от правильной цилиндрической формы,

$$\eta_1 = \frac{1}{1 + 1{,}35\left(\frac{\bar{f}}{1{,}57f + 1}\right)^{2/3}}, \quad (4)$$

$\bar{f} = f_0 / h$; f_0 – начальная погибь оболочки; h – ее толщина; η_2 – поправочный коэффициент, учитывающий влияние напряжений на устойчивость в зависимости от параметра $\bar{\sigma}$,

$$\bar{\sigma} = \frac{p_{кр}^1 R}{h\sigma_т}\eta_1. \quad (5)$$

Для рассматриваемых трубопроводов коэффициент η_1 имеет следующие значения:

$\bar{f}$	0,1	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4
η_1	0,79	0,72	0,7	0,68	0,664	0,654

Характер значения η_2 в интервале $\bar{\sigma} = 0{,}8 \div 1{,}15$ следующие:

$\bar{\sigma}$	0,8	0,85	0,9	0,95	1,00	1,05	1,10	1,15
η_2	0,878	0,858	0,840	0,820	0,800	0,780	0,760	0,740

Предельное давление $q_{пр}$, которое соответствует предельной глубине погружения трубопровода, получается делением действительного критического давления на коэффициент запаса или коэффициент статической безопасности $k = 1{,}4$ [1].

Как видно из соотношений (1)-(5), наибольшую неопределенность при оценке предельной глубины погружения вносит допустимая по сортаменту поставки или полученная в результате транспортировки и укладки на дно величина начальной погиби (вмятины) трубы. Если принять $\eta_1 = 0{,}70$, что соответствует $\bar{f} = 0{,}25$, то можно оценить устойчивость трубопровода следующим образом:

Тип трубы	1	2	3
$q_{кр}^1$, МПа	75,69	76,90	55,35
η_1	0,70	0,70	0,70
$\bar{\sigma}$	1,075	1,087	0,893
η_2	0,770	0,765	0,845
$q_{кр}$, МПа	40,80	41,18	32,74
$q_{пр}$, МПа	29,14	29,41	23,39

Как видно, предельное давление для всех типов трубопроводов превышает максимальное гидростатическое давление (21,5 МПа), действующее на трубопровод проекта «Голубой поток».

Если считать максимальное гидростатическое давление на трубопровод рабочим давлением $q_{раб}$ и ввести запас устойчивости трубопроводов как отношение $n = q_{кр} / q_{раб}$, то получим следующие значения коэффициента n для рассматриваемых типов труб:

Тип трубы	1	2	3
n	1,90	1,92	1,52

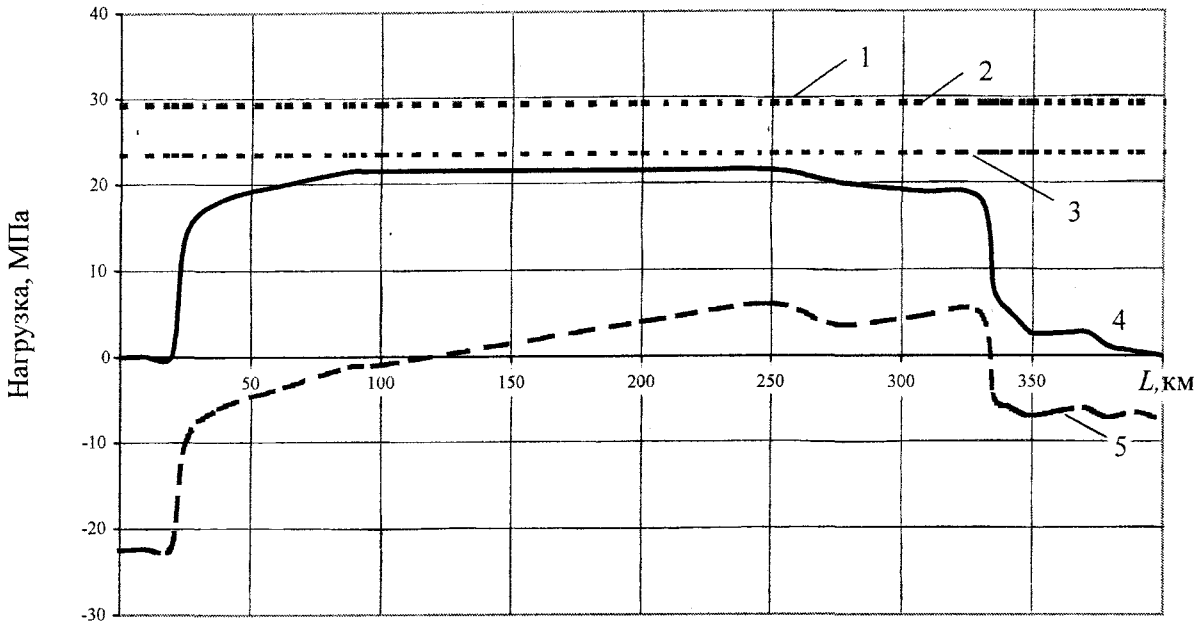


Рис.1. Суммарная внешняя нагрузка, действующая на пустой (4) и заполненный газом (5) трубопроводы и предельная критическая нагрузка для различных вариантов труб по длине трубопровода L

1, 2 и 3 – для труб типов 1, 2 и 3 соответственно

Таким образом, при соблюдении технологии укладки, прежде всего, путем исключения вмятин, превышающих 25 % от толщины стенки трубы, для использования в проекте можно рекомендовать все рассмотренные типы труб.

На основе исходных данных о рельефе морского дна и давлении газа были построены зависимости суммарных внешних нагрузок, действующих на пустой и заполненный газом трубопроводы (рис.1). Для сравнения показаны значения предельных критических нагрузок для рассматриваемых типов труб. Расчет показывает, что для пустого трубопровода наиболее нагруженной является его глубоководная часть, а для заполненного газом – участок трубопровода вблизи российского берега. Следует также отметить, что часть трубопровода на турецком шельфе в течение всего его жизненного цикла испытывает нагрузки, не превышающие по модулю 8 МПа [11].

Для сравнительной оценки напряженного состояния различных типов труб, исходя из предположения, что возможна укладка на всей длине подводной части трассы всех трех типов труб, были проведены расчеты по формуле (2). Результаты расчетов (рис.2) показали, что для заполненного газом трубопровода наиболее опасным является тот же участок у российского берега. Были также проведены расчеты с учетом утонения труб на 6,5 мм за счет коррозии. Если допустить гипотетическую ситуацию, при которой произойдет такое утонение, то с большой вероятностью можно утверждать, что трубопроводы из всех рассматриваемых типов труб потеряют устойчивость:

Тип трубы	1	2	3
$q^1_{кр}$, МПа	38,12	42,08	27,87
$q_{кр}$, МПа	24,81	26,57	19,33
$q_{пр}$, МПа	17,72	18,98	13,81

Несмотря на то, что режим эксплуатации трубопровода исключает частые переключения, приводящие к его знакопеременному нагружению, не принимать во внимание возможность усталостного разрушения нельзя. Это связано, прежде всего, с тем, что

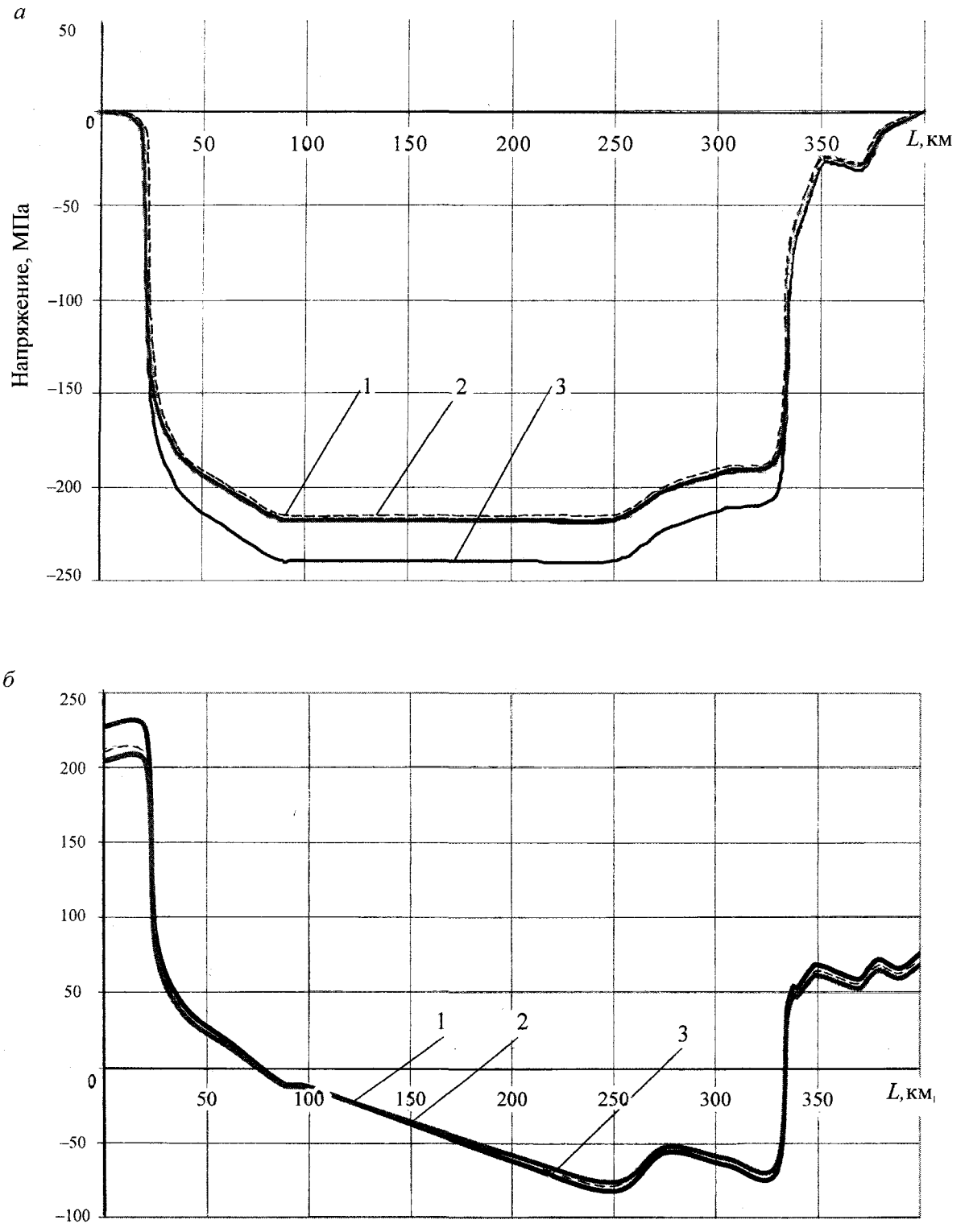


Рис.2. Изменение максимальных кольцевых напряжений по длине пустого (*а*) и заполненного газом (*б*) трубопровода

1, 2 и 3 – для труб типов 1, 2 и 3 соответственно

на участке у российского берега при «остановке» и повторном «пуске» трубопровода реализуется асимметричный цикл напряжений, когда ширина петли в полуцикле с максимальным растягивающим напряжением значительно больше, чем в полуцикле с минимальным напряжением. Амплитудное значение растягивающих напряжений здесь превышает 20 МПа, а в случае коррозионного повреждения оно может превысить предел усталости. Появление в этом районе концентраторов напряжений (например, стыка трубопроводов с различной толщиной стенки, дефектов сварных соединений и т.д.) может привести к появлению и накоплению микроповреждений.

Помимо накопления микроповреждений за счет малоцикловой усталости необходимо иметь в виду и еще один механизм накопления повреждений. Это коррозионное растрескивание под напряжением, которое представляет собой образование множества трещин в металле под влиянием одновременно действующего растягивающего напряжения и коррозионной среды (например, на внешней части трубопровода в районе стыка трубопроводов с разной толщиной стенки) [8].

Различают три основные группы повреждения подобных конструкций по характеру разрушения: образование неглубоких трещин; образование трещин, приводящих к потере герметичности трубы; хрупкое разрушение трубы, связанное с быстрым распространением трещин. Разрушение первых двух групп возникают, как правило, в зонах концентраций напряжений и связаны с циклическим характером нагружения. В этом случае размеры зоны концентрации напряжений оказываются соизмеримыми с толщиной стенки трубопровода, что способствует достаточно быстрому развитию усталостных трещин, в ряде случаев вплоть до образования течи или хрупкого разрушения.

Наибольшая статистика такого рода разрушений накоплена на основе анализа повреждений паровых трубок и, прежде всего, коллекторов паровых котлов высокого давления [5]. Существенное увеличение числа случаев возникновения трещин усталости наблюдалось при переходе на изготовление коллекторов из материалов повышенной прочности (320-360 МПа). Одновременно с увеличением числа случаев разрушения значительно (в 3-7 раз) сократился срок эксплуатации сосудов до возникновения трещин.

Температура газа у российского берега составляет около 50 °С. Это обстоятельство при наличии агрессивной среды (морской воды) также приводит к заметному снижению усталостной прочности [8].

Сварные швы и зоны термического влияния сварки являются наиболее вероятными местами разрушения сосудов за счет существования на этих участках необнаруженных технологических дефектов, причем наиболее вероятный период проявления скрытого дефекта – первые два-три года работы конструкции. Затем, даже при длительной эксплуатации (до 30 лет), вероятность разрушения от технологических дефектов очень мала.

Одним из главных доводов, из-за которого выдвигаются дополнительные предложения к базовому варианту проекта, является озабоченность по поводу возможного хрупкого разрушения трубопровода в районе турецкого шельфа. По мнению специалистов, это связано со значительным падением температуры газа вследствие эффекта Джоуля – Томсона и, как следствие, понижением температуры трубопровода до отрицательных значений (от –11 до –16 °С).

В настоящее время накоплено много экспериментальных данных, которые характеризуют сопротивляемость стали распространению хрупких разрушений [6, 7]. Результаты таких исследований, как известно, представляют в виде графика зависимости величины критических напряжений от температуры. На нем фиксируются точки, соответствующие температуре, ниже которой критические напряжения торможения не уменьшаются, и температуре, выше которой распространение хрупких трещин в материале возможно лишь при напряжениях, превышающих его предел текучести. Разность между этими характерными температурами составляет около 33 °С.

Для различных материалов эти температуры существенно различны. Положение кривой торможения трещин на оси температур хорошо коррелируется с показателями вязкости материала: чем выше вязкость, тем больше смещена кривая торможения в сторону отрицательных температур. При этом величина минимальных напряжений σ_1, ниже которой распространение хрупких трещин становится невозможным при любой температуре, зависит от предела текучести материала $\sigma_т$ и для широкого класса сталей изменяется от $0{,}2\sigma_т$ до $0{,}3\sigma_т$. Таким образом, даже не располагая значениями характерных температур кривой торможения хрупких трещин для стали Х65, можно утверждать, что для нее $\sigma_1 = (0{,}2 \div 0{,}3)\sigma_т =$ $= (90 \div 135)$ МПа.

Отсюда следует, что поскольку напряжения в трубопроводе в районе турецкого шельфа не превышают этой величины даже при условии максимального утонения за счет коррозии, то хрупкое разрушение трубопровода не наступит ни при каких низких температурах газа в течение всего жизненного цикла трубопровода.

Кроме того, в случае засыпки трубопровода на мелководье в специальных траншеях, как это предусмотрено вариантом 2 и базовым вариантом, будет иметь место разгружающее действие грунта (гравия) на напряженное состояние трубопровода.

Одним из важных источников рисков при эксплуатации трубопровода могут стать значительные напряжения, возникающие в случае провисания трубопровода. Причинами такого явления могут быть оползни, размывы и тому подобные явления, а также особенности рельефа морского дна, при которых трубопровод в процессе укладки «соединяет» две соседние вершины или два края «оврага». Очевидно, возможны и другие варианты провисания трубопровода при наличии искривленной поверхности глубоководной части трассы. Кроме того, для варианта 1 возможны ситуации, связанные с размывом (повреждением) свай, а также с их заглублением или подъемом в результате сейсмических подвижек грунта.

Согласно расчету прогиба и изгибных напряжений, возникающих в различных трубопроводах, в случае свободного сближения его концов и при расстоянии между точками опирания 100 м (такое расстояние между соседними опорами трубопровода может возникнуть, например, в случае разрушения одной опоры) напряжения достигают значительной величины. При дальнейшем увеличении длины свободного провисания может наступить разрушение трубопровода.

Если к рассмотренным напряжениям от изгиба добавить напряжения от воздействия сред (суммарного давления от жидкости и газа), а также учесть влияние возможных коррозионных повреждений, то трубопровод может быть разрушен.

На основе всего вышеизложенного, а также принимая во внимание другие (не прочностные) аспекты рассматриваемых предложений фирмы «Saipem», сформулируем некоторые предварительные выводы и рекомендации, которые могут быть уточнены после получения детальной информации по проекту:

1. Анализ показал, что поскольку действующие в трубопроводе максимальные напряжения в районе турецкого шельфа ниже порогового значения напряжений, соответствующих хрупкому распространению трещины, то хрупкое разрушение трубопровода, построенного по базовому варианту, в процессе 50-летнего цикла эксплуатации и независимо от температуры среды представляется маловероятным.

Более детальные исследования этого вопроса позволят уточнить уровень действующих на трубопровод напряжений с учетом разгружающего влияния засыпки и параметров, характеризующих хрупкое разрушение.

2. Расчеты, проведенные в соответствии с методологией проектирования глубоководных подводных аппаратов, показали, что при наличии эффективной антикоррозионной защиты и отсутствии вмятин, превышающих 25 % толщины стенки, все три типа труб могут быть использованы для глубоководной укладки. При этом необходимо обратить внимание на возможную степень

коррозионного износа в течение всего срока службы трубопровода.

3. Вариант 1 (подъем трубопровода на сваи на турецком берегу) представляется неприемлемым, поскольку значительно возрастает риск разрушения трубопровода из-за возможности размыва (повреждения) свай, их заглубления или подъема, связанного с возможными сейсмическими подвижками грунта, а также подводными течениями. Достаточно сказать, что разрушение даже одной сваи приводит к значительному повышению изгибных напряжений, а разрушение двух – к разрушению трубопровода.

Вариант 1 представляется опасным еще и по целому ряду аспектов, связанных с судоходством и рыболовством в этом районе:

- смещение или разрушение трубопровода от воздействия на него якорей или якорных цепей;
- повреждение или разрушение трубопровода тралами;
- смятие или разрушение трубопровода от возможных ударов по нему тонущих предметов.

Наконец, вариант 1 представляется также и чрезвычайно уязвимым с точки зрения возможных действий террористов, поскольку легко обнаруживается под водой.

4. В варианте 2 представляется недостаточно обоснованным увеличение толщины глубоководной части трубопровода. Кроме того, наличие на ветке трубопровода варианта 2 стыков труб с различной толщиной стенки приведет к появлению концентратора напряжений и, как следствие, к усталостным разрушениям, особенно в районе российского берега.

Еще одним доводом против варианта 2 является существенное усложнение мониторинга подачи газа на турецкий берег. Введение двух разных по исполнению и производительности параллельных веток трубопроводов существенно ухудшит возможность оперативного контроля перекачки газа по сравнению с вариантами, когда обе ветки идентичны.

5. Максимальные кольцевые растягивающие напряжения заполненного газом трубопровода (около 25 МПа) имеют место вблизи российского берега. С учетом возможных растягивающих и изгибных напряжений, возникающих в трубопроводе в процессе эксплуатации, остаточных напряжений от процесса сборки (сварки) и укладки трубопровода, а также наличия повышенной температуры газа при выходе из компрессорной станции и явлений малоцикловой усталости целесообразно разработать систему постоянного мониторинга за состоянием трубопровода в этом районе.

6. Все рассматриваемые варианты трубопроводов имеют значительную отрицательную плавучесть. В этой связи не вполне понятным представляется предложение использовать балластные грузы. Их закрепление на трубопроводе может привести к повреждению антикоррозионной защиты трубы в районе контакта ее с балластом и снизить ресурс трубопровода.

7. В качестве альтернативного варианта, учитывающего необходимость повышения температуры газа на турецком склоне, можно предложить для проработки вариант 3. Он отличается от базового варианта тем, что обе ветки участка трубопровода на турецком склоне с глубины 700 м до принимающей станции выполняются из труб с внутренним диаметром 610 мм и толщиной стенки 31,8 мм.

8. На наш взгляд, для всех вариантов трубопроводов необходимо проработать вопросы поиска, подъема и ремонта аварийного участка трубопровода. Это обстоятельство представляется исключительно важным, поскольку оно может оказать существенное влияние на всю концепцию создания трубопровода (параметры самого трубопровода, наличие приспособлений для подъема, способ укладки и даже маршрут трассы).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Александров В.Л.* Проектирование конструкций основного корпуса подводных аппаратов: Учебник / В.Л.Александров, М.К.Глозман, Д.М.Ростовцев, Н.Л.Сиверс; СПБГМТУ. СПб, 1994.

2. *Волошин А.А.* Расчет на прочность трубопроводов судовых энергетических установок. Л.: Судостроение, 1967.

3. *Вяхирев Ю.Р.* Выбор критериев оптимальности крупномасштабных инвестиционных проектов (на примере проекта «Голубой поток») // Записки Горного института. 1999. Т.144 (1).

4. *Григорьев Л.Я.* Напряжения в элементах судовых сосудов и трубопроводах. Л.: Судостроение, 1975.

5. *Карзов Г.П.* Сварные сосуды высокого давления: Прочность и долговечность / Г.П.Карзов, В.П.Леонов, Б.Т.Тимофеев. Л.: Машиностроение, 1982.

6. *Кноринг С.Д.* Характеристики торможения хрупких трещин для судостроительных сталей и их сварных соединений // Пути повышения надежности сварных соединений и конструкций / ЛДНТП. Л., 1968.

7. *Кноринг С.Д.* Исследование условий торможения хрупких разрушений в конструкциях / С.Д.Кноринг, Ю.Ф.Лепп // Труды / НТО Судпром. 1967. Вып.92.

8. *Коллинз Дж.* Повреждение материалов в конструкциях. Анализ. Предсказание. Предотвращение. М.: Мир, 1984.

9. *Литвиненко В.С.* Мероприятия, обеспечивающие экономически оптимальные условия строительства магистрального газопровода в рамках проекта «Голубой поток» / В.С.Литвиненко, Ю.Р.Вяхирев // Записки Горного института. 1999. Т.144 (1).

10. Правила классификации и постройки обитаемых подводных аппаратов и глубоководных водолазных комплексов: Морской регистр судоходства. Л.: Транспорт, 1990.

11. СНиП 2.05.06-85.Магистральные трубопроводы / Госстрой СССР. М., 1985.

12. *Тимошенко С.П.* Устойчивость стержней, пластин и оболочек. М.: Наука, 1973.

13. *Тимошенко С.П.* Теория упругости: Пер. с англ. / С.П.Тимошенко, Дж.Гудьер; Под ред. Г.С.Шапиро. М.: Наука, 1979.

14. *Шиманский Ю.А.* Строительная механика подводных лодок. Л.: Судпромгиз, 1943.

15. Энциклопедия газовой промышленности: Пер. с франц. / Ред. перевода К.С.Басинев. М.: АО «ТВАНТ», 1994.